

# Marktnähe von strommarktrelevanter Flexibilität aller Art

## Der Marktrahmen für Flexibilitäten

Der Marktrahmen muss in der Lage sein, eine Anlagenstruktur anzureizen, die ausreichende Flexibilitäten bereitstellen kann und gleichzeitig die richtigen Signale für deren täglichen Einsatz zu liefern.

Die Notwendigkeit zur Bereitstellung von ausreichenden Flexibilitäten durch den Markt ist dabei bekanntlich kein neues Phänomen, das jedoch durch die fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien verstärkt wird. So betrug die Verbrauchsleistungsschwankung im deutschen Strommarkt bislang etwa 30 GW, die durch den Markt immer sicher „nachgefahren“ wurde.

Flexibilitäten können nicht nur systemweit sondern auch lokal erforderlich sein bzw. nachgefragt werden.

Der Markt reizt Flexibilitäten an, wobei die Stärke des Anreizes vom Bedarf an Flexibilität abhängt. Ein hoher Bedarf an Flexibilität wird sich in kurzfristigen Preisspitzen niederschlagen. Preisspitzen wiederum setzen einen Anreiz für Flexibilität. Umgekehrt kann ein inflexibles Kraftwerk weniger als ein flexibles von kurzfristigen Preisspitzen profitieren oder ist gezwungen, auch dann am Netz zu bleiben (An- und Abfahrkosten zu sparen), wenn die aktuellen Preise unterhalb seiner Grenzkosten liegen.

Mit Blick auf die zunehmende Durchdringung durch fluktuierende Erneuerbare Energien werden die Flexibilisierungsanforderungen an den Kraftwerkspark weiter steigen. Die Kraftwerksbetreiber haben daher in den vergangenen Jahren intensiv auf die Erfüllung dieser Anforderungen hingearbeitet, so dass derzeit kaum noch Anlagen am Markt operieren, die eine durchschnittliche Laständerungsgeschwindigkeit von unter 3 % pro Minute haben. Da Flexibilität eine Eigenschaft von Erzeugung oder Last ist, die denjenigen, der über sie verfügt, besser in die Lage versetzt, sich am Preisverlauf auszurichten, gibt es einen „natürlichen“ Anreiz für Flexibilität, dessen Stärke mit der Höhe der Preissignale korreliert. Es war bislang immer zu beobachten, dass der Markt genau die Produkte generiert, die auch erforderlich sind, z. B. Viertelstundenprodukte im Intraday-Markt. Die Schaffung eines zusätzlichen „Flexibilitätsproduktes“ wäre damit nicht notwendig. Zu befürchten ist eher eine Zersplitterung des Marktes durch staatlich implementierte Zusatzprodukte mit administrierter Preissetzung (Redispatch, AbLaV). Umgekehrt erschließt ein grenzüberschreitender Netzverbund Flexibilitätspotentiale der verbundenen Staaten. In einem solchen Fall führt der Markt dazu, dass auch in Nachbarmärkten zuerst die kostengünstigen Optionen erschlossen werden.

Dass sich die Einführung zusätzlicher Flexibilitäten (z. B. durch Speicher) in den Markt derzeit kaum lohnt, kann als Indikator dafür gedeutet werden, dass dem Markt aktuell ausreichende Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stehen.

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
1	<b>Stromnetz optimieren</b>	Temperaturmonitoring Neubeseilung von Leitern, Mehrfachsysteme auf bestehenden Trassen	Investitionen in Smarte Infrastruktur regulatorisch nicht hinreichend anerkannt; Wälzung der Netzkosten auf Basis der entnommenen (nicht der verbrauchten) Arbeit Systematischer Zeitverzug zwischen Investition und Mittelrückfluss. (Erweiterungsfaktor (EF) wird nur für die Erweiterung der Versorgungsaufgabe gewährt, nicht aber für Umstrukturierungsmaßnahmen. Die Genehmigung von Umstrukturierungsinvestitionen ist an hohe Auflagen gebunden.)	Technisch alles möglich Fehlende Standardisierung, z. B. bei Smart-Meter EE übernehmen keine Verantwortung für Systemstabilität Keine ausreichende Netzkapazität (thermisch/Spannungshaltung) Netze sind für eine zentrale Erzeugung und dezentralen Verbrauch konzipiert und ausgelegt Erhebliche Veränderung der räumlichen Verteilung der Einspeisungen durch den Ausstieg aus der Kernenergie	Fehlende Anreize zur Implementierung intelligenter Netze Fehlende Möglichkeiten, um neue Netzkunden (Verbraucher und Einspeiser) netzschonend anzuschließen Rollenverteilung in der „smarten Energiewelt“ noch nicht endgültig geklärt; Rahmenbedingungen lastvariable Tarife fehlen; Regulierungsrahmen – in Abhängigkeit von der Spannungsebene – noch nicht durchgängig auf Innovation ausgerichtet
2	<b>Netzneubau</b>	Neubau von Freileitungen und Kabeltrassen Erhöhung der Spannungsniveaus zur Erhöhung der Leitungskapazität mit Genehmigungsnotwendigkeit	CAPEX liegen bei 0 % Reinvest unter EOG, bei 4 % Reinvest über EOG.(Jeweils bezogen auf den Tagesneuwert) D.h. Nichtstun wird belohnt. Keine Investbudgets für vorausschauenden Netzausbau im Verteilnetzbereich Investitionsvorhaben, v. a. solche, die im Zusammenhang mit EE stehen, sind nur unzureichend von den Kriterien des Erweiterungsfaktors abgedeckt. Darüber hinaus führt der Erweiterungsfaktor zu systematischem Zeitverzug zur Refinanzierung von Netzinvestitionen		Akzeptanz Langwieriger Genehmigungsprozess Optimales Niveau des Netzausbaus (auch für die BNetzA) schwer zu ermitteln, wenn andere (geförderte) Flexibilitätsoptionen Netzausbau teilweise ersetzen Erheblichkeitsschwelle wird bei Einzel-Investitionsmaßnahme häufig nicht erreicht Verpflichtung, dem Ausbau der EE-Einspeisung bedingungslos zu folgen

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
3	<b>Netzbewirtschaftung im EU-Verbund</b>	Ausbau der Kuppelkapazitäten Umstieg auf lastflussbasiertes Engpassmanagement Market Coupling	Keine finanziellen Vorteile bei den Netzbetreibern aufgrund der aktuellen EOG-Systematik	Begrenzte Kapazität der Netzkopplungspunkte	Hoher Konsensbedarf erfordert hohen zeitlichen Vorlauf Befürchtung, Einfluss auf die nationale Stromversorgung zu verlieren Netzausbau hilft auch fossilen und nuklearen Kraftwerken, dem Druck durch EE-Einspeisung auszuweichen (NGO-Argument)
4	<b>Retrofit Kraftwerke</b>	Bestehende Kraftwerke erneuern (auch EE-Anlagen), um größere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und niedrigere Mindestlasten zu erreichen	Lohnt sich derzeit wirtschaftlich kaum Bereitstellung von Leistung wird nicht entlohnt Gebotspreisvorgaben der BNetzA an ÜNB für EEG-Strom Vergütung für § 13 Abs. 1a zum Teil unterhalb Grenzkosten	Ggf. Einsatz nicht ausreichend getesteter Werkstoffe (vgl. T 24 – Stahl)	Mögliche Verschärfung der Emissionsgrenzwerte über die IED-Richtlinie hinaus, Anfahrvorgänge und Teillastfahrweise mit deutlich höheren spezifischen Emissionen
5	<b>Neubau hochflexible Kraftwerke</b>	Neubau von Kraftwerken mit niedriger Mindestlast und schnellen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten im Betrieb	Wie 4	Wie 4	Mögliche Verschärfung der Emissionsgrenzwerte über die IED-Richtlinie hinaus, Anfahrvorgänge und Teillastfahrweise mit deutlich höheren spezifischen Emissionen Genehmigungsrechtliche Bevorzugung/Benachteiligung bestimmter Energieträger U.U. fehlende Akzeptanz in Bevölkerung und Politik
6	<b>Netzersatzanlagen einbinden</b>	Nutzung von Notstromaggregaten bei Stromkunden	Grundsätzlich keine, derzeit wenig attraktiv Sehr hohe Anforderungen der ÜNB an Kommunikationswege und Verfügbarkeit, insbes. bei Sekundärregelenergie	Kein Hemmnis Häufig nur begrenzter Brennstoffvorrat	Befürchtung bzgl. höherer CO <sub>2</sub> -Emissionen, Marktgerechte Ausgestaltung von § 14 a und b EnWG

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
7	<b>Kapazitätssicherung im EU-Verbund</b>	Sicherung von ausländischen Backup-Erzeugungskapazitäten	Grundsätzlich ökonomisch möglich und sinnvoll; widrige ökonomische Anreize durch Neubau wegen unabgestimmter Kapazitätsmärkte in Mitgliedstaaten Bilanzkreistechnisch derzeit nicht abbildbar	Kein Hemmnis Begrenzte Netzkupplungskapazitäten im Bedarfsfall	Hoher Konsensbedarf erfordert hohen zeitlichen Vorlauf
8	<b>Strommarktgeführte Fahrweise KWK</b>	Entkopplung von KWK-Wärmeproduktion von KWK-Stromproduktion durch Wärmespeicher und Ausnutzung der Wärmekapazität von Gebäuden und Wärmerversorgungssystemen	Nutzungsgradminderung bei mehrmaligem täglichen An- und Abfahren Aufwand für Investition in Wärmespeicher Eigenverbrauchsanlagen werden in der Regel am Wärmebedarf des Objektes ausgelegt, eine strommarktorientierte Fahrweise wird bei Objekt-KWK nur ausgeführt, wenn der Betrieb z.B. durch einen Contractor erfolgt	Höherer Verschleiß durch häufigeres Hoch- und Runterfahren der Anlagen	Kein Hemmnis
9	<b>Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse</b>	Realisierung Brennstoffspeicher bei Biogas Entkopplung von KWK-Wärmeproduktion von KWK-Stromproduktion Siehe auch 14 und 15	ggf. gegenläufige Anreize im EEG Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen im EEG nicht attraktiv, obwohl die Prämie bereits 2/3 der erwarteten Kosten für den Umbau abdeckt. Heutiges EEG reizt die Produktion möglichst vieler kWh an S. a. „Strommarktgeführte Fahrweise KWK“	Kein Hemmnis	Festhalten an EEG-Systematik Fehlende Verpflichtung von Biomasseanlagen zur Direktvermarktung
10	<b>Regelleistung aus flexibleren Quellen</b>	Ausweitung der Regelleistungsanbieter auf EE-Anlagen und neuartige Speicher	Im optionalen Marktprämienmodell nicht ausgeschlossen, scheitert aber an Präqualifikation bei alleiniger Bereitstellung aus dargebotsabhängigen EE-Anlagen. Schlechte Gewinn- / Risikorelation innovativer Techniken (z. B. Batteriespeicher)	Hohe Präqualifikationsanforderungen (Versorgungssicherheit)	Sich laufend ändernde Rahmenbedingungen (z. B. Markteingriffe der BNetzA in den Regelleistungsmarkt) Netzentgelte für Bestands-Pumpspeicherkraftwerke (PSW)

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
11	<b>Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen</b>	Regelbare Ortsnetztransformatoren, flexible Drehstromübertragungssysteme, Phasenschieber, Blindleistungsbereitstellung Wechselrichter, künftig auch HGÜ-Konverter	Erweiterungsfaktor wird nicht für Umstrukturierungsmaßnahmen gewährt.	Fehlende Informationen, z. B. zur Spannungshöhe, da Verteilnetz weitgehend aus passiven Elementen aufgebaut. Damit auch keine aktive Steuerung durch Netzbetreiber möglich	Systemdienstleistungen durch volatile EE: Fehlende Anreize zur Implementierung intelligenter Netze
12	<b>Einspeisemanagement Wind + PV</b>	Abregelung von Wind- und PV-Anlagen pauschale oder dynamische Beschränkung der Einspeisung	Kein Hemmnis bei ausreichender Kompensation	z. T. fehlende technische Ausrüstung der Anlagen (Bestand)	Fehlende Akzeptanz, auf die Erzeugung „kostenlosen“ Stroms zu verzichten, der trotzdem nach der Härtefallregel entlohnt werden muss (Entschädigungszahlung) Ausweitung des Selbstbehalts der Härtefallregelung
13	<b>Verbesserte Auslegung Wind + PV</b>	Auslegung auf geringere Spitzenleistungen und geringe Anfahrlleistungen	Entgeltsystematik reizt maximale Produktion an -> wenig Anreize für Ost-West-Ausrichtung und Schwachwindstandorte, geringer Preisvorteil bei der Vermarktung wiegt derzeit den Nachteil der verringerten Stromerzeugung nicht auf. Kosten steigen mit verbesserter Auslegung (z. B. höheren Masten, besserem Wirkungsgrad, usw.) ggf. stärker als die Erlöse	Verbesserte Auslegung sind durch die „Physik“ natürliche Grenzen gesetzt (z. B. Wirkungsgrad bei PV)	Hoher Konsensbedarf erfordert hohen zeitlichen Vorlauf Fehlende Akzeptanz, z. B. hinsichtlich der Höhe von Windenergieanlagen, Genehmigungshürden

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
14	<b>Strommarkt-geführte Fahrweise EE</b>	Anreize zu einer Residuallast orientierten Fahrweise bei steuerbaren EE Abregelung von fluktuierenden EE bei Überspeisung im Gesamtmarkt (bei Erreichen der variablen Grenzkosten der Anlagen)	Im optionalen Marktprämienmodell realisiert; noch stärkere Anreize (Terminmarkt) mit Weiterentwicklung Fördermodell Marktzugang erfordert i. d. R. Dienstleister (typisch für fragmentierte, aber komplexe Märkte) Geringer Anreiz zum Abregeln oder zu angedrosselter Fahrweise, da die gleitende Marktprämie pro kWh gewährt wird	Derzeit noch fehlende Kommunikationsinfrastruktur und fehlende Vorrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung	Änderung des bestehenden EEG erforderlich, zur Zeit Marktprämie nur optional
15	<b>Gasproduktion aus Biomasse</b>	Einspeisung von Biomethan und Nutzung des Erdgasnetzes als Speicher	Kopplung der EEG-Förderung an KWK-Nutzung ungeeignet für Spitzenlastanlagen Eigenverbrauchs-BHKW mit Erdgasnutzung statt Biomethanmonoverbrennung wirtschaftlicher Recht teure Technologie, kann zu zumindest temporärer Ausbaueverlangsamung führen		Begrenzt Biogaspotenzial bei Reststoffen, Vermaisung, Grünlandumbruch, Nahrungsmittelkonkurrenz
16	<b>Flexibilisierung Nachfrage Industrie</b>	Potenziale zu Demand Response bei Industrieprozessen	Derzeit ggf. Anreize über Markt nicht ausreichend (damit aber wohl auch aktuell kein Problem) Leistungsvorhaltung wird nicht monetarisiert Geringere individuelle Einsparungen bei geringem Arbeitspreisanteil der Netzentgelten	unklare tatsächliche Potenziale Viele industrielle Produktionsprozesse können ohne Qualitätseinbußen nicht unterbrochen werden Auf wenige Stunden begrenzte Unterbrechungen eignen sich langfristig nicht zum Ausgleich mehrwöchiger Windflauten	VO abschaltbare Lasten verhindert marktliche Bewertung Marktgerechte Ausgestaltung von § 14 a und b EnWG
17	<b>Flexibilisierung Nachfrage Gewerbe</b>	Potenziale zu Demand Response im Gewerbe	s. a. Industrie und Haushalte Ggf. hoher Transaktionsaufwand zum Pooling der Abschaltleistung	s. a. Industrie und Haushalte Häufig ist der Anteil der Stromkosten im Gewerbe im Vergleich zu den übrigen Kosten niedrig	Marktgerechte Ausgestaltung von § 14 a und b EnWG

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
18	<b>Flexibilisierung Nachfrage Haushalte</b>	Potenziale zu Demand Response im Haushalt	Tragfähige Geschäftsmodelle? Standardlastprofile belohnen flexibles Nutzerverhalten derzeit nicht	Fehlende Kommunikationsmöglichkeit, um Nachfrageänderung zu initiieren Fehlende Nachweismöglichkeit der geänderten Nachfrage ohne Lastgangmessung	Marktliche Ausgestaltung der geplanten VO zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14 a und b EnWG Keine Akzeptanz, Haushaltskunden hinsichtlich der Inanspruchnahme von Strom einzuschränken Datenschutzprobleme
19	<b>Flexibilisierung Nachfrage Verkehr</b>	Potenziale zu Demand Response im Zusammenhang mit Elektromobilität	fehlende Businessmodelle	fehlende Elektrifizierung des Individualverkehrs (E-Autos)	Marktgerechte Ausgestaltung von § 14 a und b EnWG
20	<b>Flexibilisierung Nachfrage im EU-Verbund</b>	Potenziale zu Demand Response im benachbarten Ausland	derzeit kaum wirtschaftlicher Bedarf Nutzung kostengünstiger Potenziale durch den jeweiligen Platzhirsch	Netzengpässe verhindern gesicherter Ausnutzung der Flexibilisierungspotenziale	Hoher Konsensbedarf erfordert hohen zeitlichen Vorlauf

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
21	<b>Pumpspeicher- kraftwerke</b>		<p>Über den Markt derzeit kaum refinanzierbar -&gt; Markt spiegelt derzeit nicht den technischen Bedarf an Speichern wider</p> <p>Speicher sind derzeit im Vergleich zur Flexibilitätsoption „Netzausbau“ teurer</p>	<p>PSW in Deutschland:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Derzeitig keine technischen Hemmnisse</li> </ul> <p>PSW im Ausland:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzkuppelkapazitäten nach CH und Skandinavien begrenzt</li> <li>• Hohes Arbeits- aber geringes Leistungsvermögen skandinavischer Speicher</li> </ul>	<p>Netzentgelte für Bestands-PSW</p> <p>Keine Akzeptanz von Neubauten. Systemwidrige Letztverbraucherabgaben verhindern derzeitig den Neu- und Ausbau von PSW</p> <p>Hohe Auflagen zur Vermeidung optischer Beeinträchtigungen</p> <p>Es sollte die Rolle und Funktion von Energiespeichern gesetzlich definiert werden, wodurch eine notwendige Abgrenzung von Letztverbrauchern ermöglicht würde. Dabei sollte weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden, um einem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander nicht durch gesetzgeberische Eingriffe vorzugreifen</p>

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
22	<b>Power to Gas</b>	Nutzung von Strom zu Hydrolyse und ggf. Methanisierung	<p>Kosten noch sehr hoch; kein akuter ökonomischer Bedarf</p> <p>Geringe Volllaststunden bei Nutzung seltener Überspeisungssituationen</p> <p>Speicher sind derzeit im Vergleich zur Flexibilitätsoption „Netzausbau“ teurer</p>	<p>Im großtechnischen Maßstab nicht erprobte Technologie</p> <p>Noch zu definierende Beimischungsgrenzen im Gasnetz</p> <p>Niedrige Wirkungsgrade bzw. hohe Verluste</p> <p>Transport des „Wärmestroms“ könnte zu Netzüberlastungen führen und einen weiteren Netzausbau verursachen</p>	<p>Regelung, wonach zu speichern der Strom nur dann von den Netzentgelten befreit ist, wenn er in dasselbe Netz zurückgespeist wird, aus dem er entnommen wurde (§118 Abs. 6 EnWG)</p> <p>Es sollte die Rolle und Funktion von Energiespeichern gesetzlich definiert werden, wodurch eine notwendige Abgrenzung von Letztverbrauchern ermöglicht würde. Dabei sollte weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden, um einem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander nicht durch gesetzgeberische Eingriffe vorzugreifen</p>
23	<b>Power to Heat</b>	<p>Nutzung von Strom für Wärmeanwendungen (Elektroheizer, Nachtspeicheröfen...)</p> <p>Beitrag zur Netzstabilität und Entlastung von KWK-Anlagen</p>	<p>wirtschaftlich zumeist nicht darstellbar, solange Letztverbraucherabgaben (Steuern sowie weitere Abgaben und Umlagen) und Netzentgelte bei Entnahme aus dem öffentlichen Netz anfallen</p> <p>Speicher sind derzeit im Vergleich zur Flexibilitätsoption „Netzausbau“ teurer</p>	<p>Technisch möglich</p> <p>Allerdings keine Rückverstromung möglich</p>	<p>Letztverbraucherabgaben verhindern Errichtung</p> <p>Es sollte die Rolle und Funktion von Energiespeichern gesetzlich definiert werden, wodurch eine notwendige Abgrenzung von Letztverbrauchern ermöglicht würde. Dabei sollte weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden, um einem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander nicht durch gesetzgeberische Eingriffe vorzugreifen</p>

Nr.	Option	Beschreibung, u.a.	Ökonomische Hemmnisse	Technische Hemmnisse	Politische Hemmnisse
24	<b>Andere Speicher</b>	Andere Stromspeicher außer PSW Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs	Speicher sind derzeit im Vergleich zur Flexibilitätsoption „Netzausbau“ teurer		<p>Kleine Stromspeicher rechnen sich nur bei Eigenstromnutzung, bei Einsatz am Strommarkt unwirtschaftlich.</p> <p>Es sollte die Rolle und Funktion von Energiespeichern gesetzlich definiert werden, wodurch eine notwendige Abgrenzung von Letztverbrauchern ermöglicht würde. Dabei sollte weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden, um einem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander nicht durch gesetzgeberische Eingriffe vorzugreifen</p>